



Le marché suisse du gaz et la rétribution de l'utilisation du réseau

Détermination de la rémunération du capital
conforme au risque pour les gestionnaires du
réseau gazier en Suisse

Première version

Berne, novembre 2011

Andrea Zanzi

Unité Energie et Télécommunication



Table des matières

Liste des abréviations.....	1
Synthèse.....	2
Introduction.....	3
1 Le secteur du gaz en Suisse	4
1.1 Le contexte actuel du domaine de l'énergie en Suisse et l'évolution probable du secteur du gaz	4
1.2 La structure réglementaire du secteur du gaz en Suisse	4
1.3 La structure de la distribution du gaz en Suisse	6
1.4 L'évolution de la distribution de gaz naturel en Suisse	7
1.5 La distribution de gaz en Suisse n'est pas un service public obligatoire.....	9
1.6 La Surveillance de prix et l'approvisionnement en gaz en Suisse.....	10
2 La méthode.....	12
2.1 Considérations initiales	12
2.2 Gaz et électricité : quelles différences ?	12
2.3 Weighted Average Cost of Capital (WACC)	13
2.4 Les composantes du calcul du WACC	14
2.5 Les paramètres du calcul du WACC.....	15
3 Le calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse	16
3.1 Le rendement du capital propre	16
3.1.1 Le taux d'intérêt sans risque	16
3.1.2 Le rendement sur le portefeuille de marché et la prime de risque du marché	16
3.1.3 Le beta	17
3.2 La rémunération du capital étranger	19
3.3 La répartition entre capital propre et capital étranger	20
3.4 Le taux d'imposition sur les bénéfices	22
3.5 Autres aspects du calcul du WACC	23
3.5.1 Intérêts réels ou nominaux ?	23
3.5.2 La prise en compte des impôts et taxes	23
3.6 Récapitulation des paramètres pour le calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse	23
4 La rémunération du capital conforme au risque en comparaison internationale	25
Bibliographie.....	28
Textes de lois, ordonnances et messages	29



Liste des abréviations

AEEG :	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (autorité de régulation en Italie)
AES :	Association des entreprises électriques suisses
ASIG :	Association Suisse de l'Industrie Gazière
BNetzA :	Bundesnetzagentur (autorité de régulation en Allemagne)
BNS :	Banque nationale suisse
CAPM :	Capital Asset Pricing Model
CER :	Commission for Energy Regulation (autorité de régulation en Irlande)
CMPC :	Coût Moyen Pondéré du Capital
COMCO :	Commission de la concurrence
CRE :	Commission de Régulation de l'Energie (autorité de régulation en France)
CREG :	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (autorité de régulation en Belgique)
DTe :	Netherlands Office of Energy Regulations (autorité de régulation aux Pays-Bas)
EICom :	Commission de l'électricité (autorité de régulation en Suisse)
EMV :	Energiamarkkinavirasto (autorité de régulation en Finlande)
ERU :	Energy Regulatory Office (autorité de régulation en République Tchèque)
HEO :	Hungarian Energy Office (autorité de régulation en Hongrie)
LApEI :	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LCart :	Loi sur les cartels
LITC :	Loi sur les installations de transport par conduites
LSPr :	Loi concernant la surveillance des prix
Nemo :	Netznutzungmodell – modèle d'utilisation du réseau
NVE :	Norges vassdrags- og energidirektorat (autorité de régulation en Norvège)
OApEI :	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OCAR :	Office de Coordination pour l'Accès au Réseau
OFEN :	Office Fédéral de l'Energie
OFS :	Office Fédéral de la Statistique
OFGEM :	Office of Gas and Electricity Markets (autorité de régulation en Grande-Bretagne)
SAG :	Société d'approvisionnement en gaz
SPr :	Surveillance des prix
STEM :	Swedish Energy Agency (autorité de régulation en Suède)
WACC :	Weighted Average Cost of Capital (CMPC en français)



Synthèse

Les coûts de capital sont un des facteurs-clés de la détermination d'une rétribution adéquate de l'utilisation du réseau. L'objectif du présent écrit consiste à déterminer le taux d'intérêt conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse et d'apporter ainsi une contribution prépondérante au calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau.

Un certain consensus de la branche au niveau suisse et au niveau international a été observé quant à l'utilisation de la méthode WACC et du modèle CAPM proposés dans ce document. Au niveau de l'application concrète, des différences sont en revanche à signaler tant entre la Surveillance des prix et la branche qu'au sein même de cette dernière.

La Surveillance des prix a fixé les paramètres de calcul d'un taux adéquat de coûts de capital pour les gestionnaires du réseau gazier en s'appuyant sur la loi concernant la surveillance des prix, les décisions d'autorités européennes de régulation de l'industrie électrique et gazière et de l'application pratique de la théorie des marchés financiers des manuels ainsi que des expertises réalisées pour les autorités de régulation et les entreprises de l'économie de l'électricité et du gaz.

Le tableau suivant montre de façon synthétique la provenance du taux d'intérêt conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse :

Taux d'intérêt sans risque	2.32%
Debt Premium	0.55%
Coûts du capital étranger avant impôt	2.87%
Coûts du capital étranger après impôt	2.32%
Part de capital étranger	60%
Prime du risque du marché	3.90%
Asset Beta	0.40
Equity Beta	1.00
Rendement du capital propre avant impôt	7.70%
Rendement du capital propre après impôt	6.22%
Taux d'impôt sur les gains des sociétés	19.2%
WACC avant impôt	4.81%
WACC après impôt	3.88%
"Vanilla" - WACC	4.21%

Tableau 1 : Calcul du WACC pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse

Ce calcul correspond à l'état au mois d'août 2011. Comme plusieurs composantes changent avec le temps, le taux de WACC doit être recalculé lors de chaque application pratique.

Les valeurs calculées du WACC avant impôt, du WACC après impôt, et du "Vanilla"-WACC sont adéquates pour les raisons suivantes :

- la méthode utilisée est cohérente et utilisée aujourd'hui par la plupart des autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité et du gaz.
- Les valeurs des paramètres sont bien fondées. Leur détermination a été opérée en tenant compte des réglementations légales, de la pratique réglementaire européenne et de la bibliographie scientifique.
- Les valeurs du WACC après impôt et du "Vanilla"-WACC sont plausibles comparées à celles des autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité et du gaz.



Introduction

En décembre 2006, la Surveillance des prix a publié l'étude « Rétribution de l'utilisation du réseau : Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse » (SPr, 2006). Dans cet étude, les paramètres du calcul du taux adéquat des coûts de capital pour les gestionnaires du réseau électrique ont été fixés à travers la méthode du taux de coût moyen pondéré du capital (méthode WACC; CMPC en français). La plupart des autorités européennes de régulation dans le domaine de l'économie de l'électricité et du gaz utilisent le WACC pour apprécier le taux d'intérêt conforme au risque. Cette méthode considère le fait que les sociétés utilisent pour leur financement un mélange de capital propre et de capital étranger dont les taux d'intérêt sont normalement différents.

Depuis 2008, année de l'entrée en vigueur de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et de son ordonnance (OApEI), la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) utilise, pour calculer le taux d'intérêt appliqué aux valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation du réseau, le modèle proposé par la Surveillance des prix. Sur la base de l'expérience accumulée dans le calcul du WACC pour les réseaux électriques, de distribution et élimination des eaux et des téléseaux, la Surveillance des prix souhaite maintenant proposer un modèle de calcul pour déterminer la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier suisse, en tenant compte des spécificités propres au domaine du gaz.

Une des conditions nécessaires à l'application correcte de cette méthode est que les entreprises lèvent leur financement aux conditions du marché. La Surveillance des prix se réserve le droit d'adapter les paramètres définis dans ce rapport ou d'utiliser d'autres méthodes de calcul de la rémunération du capital, si les gestionnaires du réseau gazier, en raison de leur situation particulière (taille, propriété), bénéficient de conditions de financement meilleures que celles du marché (prêts sans intérêt, capital gratuit fourni par les membres de coopératives, financement direct des investissements par les municipalités, etc.).

Le moment pour publier cette étude semble opportun puisque la nouvelle stratégie énergétique en Suisse prévoit l'abandon progressif de l'énergie nucléaire et le développement des énergies renouvelables, ce qui ouvre de nouvelles perspectives pour le secteur du gaz. En effet, parmi les différentes sources d'énergie fossile, le gaz est celui dont l'impact sur l'environnement, en termes de production de CO₂, est le moins négatif. A moyen terme, on peut donc s'attendre à une forte croissance de la consommation de gaz en Suisse, suite notamment au développement des centrales à gaz à cycle combiné et à l'augmentation du gaz comme carburant.

L'étude consiste en deux parties : La première partie (chapitre 1) présente le secteur du gaz en Suisse et sa régulation. La deuxième partie (chapitre 2-4) se consacre à la détermination du de la rémunération du capital conforme au risque pour les réseaux gaziers suisses.



1 Le secteur du gaz en Suisse¹

1.1 Le contexte actuel du domaine de l'énergie en Suisse et l'évolution probable du secteur du gaz

Suite aux résultats de l'analyse du DETEC sur les perspectives énergétiques qui ont suivi le séisme dévastateur qui s'est produit au Japon et aux dommages subis par les réacteurs nucléaires de Fukushima, le Conseil Fédéral a décidé, le 25 mai 2011, d'abandonner progressivement l'utilisation de l'énergie nucléaire. Cette décision a été approuvée par le Conseil national le 8 juin 2011 et par le Conseil des états le 28 septembre 2011. Les centrales nucléaires actuelles seront mises à l'arrêt à la fin de leur durée d'exploitation et ne seront pas remplacées. A la mise hors service des anciennes centrales s'ajoutera la fin progressive (de 2018 à 2040) des contrats d'approvisionnement à long terme passés avec la France. Pour garantir l'approvisionnement énergétique, la Confédération mise sur des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique et sur le développement des énergies renouvelables. Il faudra vraisemblablement développer la production d'électricité à base de combustibles fossiles en construisant des centrales à gaz à cycle combiné, qui produisent une moindre quantité de CO₂.

La construction probable de centrales à gaz à cycle combiné pour la production d'électricité devrait entraîner, à moyen terme, des changements importants pour le marché suisse du gaz. Abstraction faite de la production d'électricité, les perspectives énergétiques 2035 de l'OFEN (2007) tablaient déjà sur une hausse modérée de la consommation du gaz, pour répondre à la demande du marché de la chaleur. Dans des perspectives à plus long terme, une augmentation de la consommation de gaz comme carburant est aussi envisagée. En effet, en Suisse quelques milliers de voitures hybrides (gaz et essence) sont actuellement en circulation, mais leur nombre devrait augmenter dans un avenir proche.

Au niveau européen, la demande globale de gaz, entraînée surtout par la production d'électricité, devrait augmenter considérablement à moyen terme. La transformation de gaz en électricité devrait continuer à gagner en importance, alors que le charbon et l'énergie nucléaire sont en position délicate. Selon l'OFEN, pour des raisons politiques et compte tenu des exigences de protection de l'environnement, le gaz naturel constitue, pour l'instant, la seule option économiquement viable en Europe.

1.2 La structure réglementaire du secteur du gaz en Suisse

Le cadre réglementaire suisse différencie le réseau de distribution à haute pression (pression supérieure à 5 bar) du réseau de distribution à basse pression (pression inférieure à 5 bar).

Pour ce qui concerne la distribution à haute pression, la loi suisse a toujours statué le principe de l'ouverture à des tiers du réseau de transport pour les besoins du transit. L'article 13 de la loi sur les installations de transport par conduites (LITC) oblige les exploitants de réseaux haute pression à accepter les transports de gaz naturel pour des tiers, dans la mesure des limites techniques et économiques et moyennant une rémunération équitable. Les conduites de transport à haute pression alimentent les compagnies distributrices et généralement les gros clients de l'industrie.

En 2003, Swissgas, la principale société importatrice de gaz, et les exploitants des réseaux régionaux à haute pression ont réglementé l'accès au réseau avec la signature d'un accord de droit privé volontaire (accord de la branche/Brancheneinigung) qui fixait les conditions d'accès des tiers au réseau. L'accord se compose de trois conventions sur la coordination du transport. La première fixe les conditions générales d'accès des tiers au réseau régional à haute pression (CGR)², la deuxième fournit les principes essentiels du calcul de la rétribution d'utilisation du réseau³, enfin, la troisième met en place

¹ Ce chapitre se base sur les informations mises à disposition par l'OFEN, l'ASIG, Swissgas et recueillies dans la presse suisse.

² CGR : http://www.ksdl-erdgas.ch/fr/1_1.php

³ Rétribution du réseau ou « timbre » : http://www.ksdl-erdgas.ch/fr/1_2.php



un office de coordination pour l'accès au réseau chargé de réceptionner les demandes d'accès au réseau à haute pression avec point de livraison en Suisse, de les traiter et de jouer le rôle de médiateur entre les requérants et exploitants de réseau (OCAR)⁴.

Les réseaux régionaux de transport haute pression sont répartis en plusieurs régions. La rétribution de l'utilisation du réseau pour chacune de ces régions est calculée selon des paramètres de réseau spécifiques (timbre régional). La rétribution pour l'utilisation du réseau de Transitgas est calculée en fonction de la distance de transport.

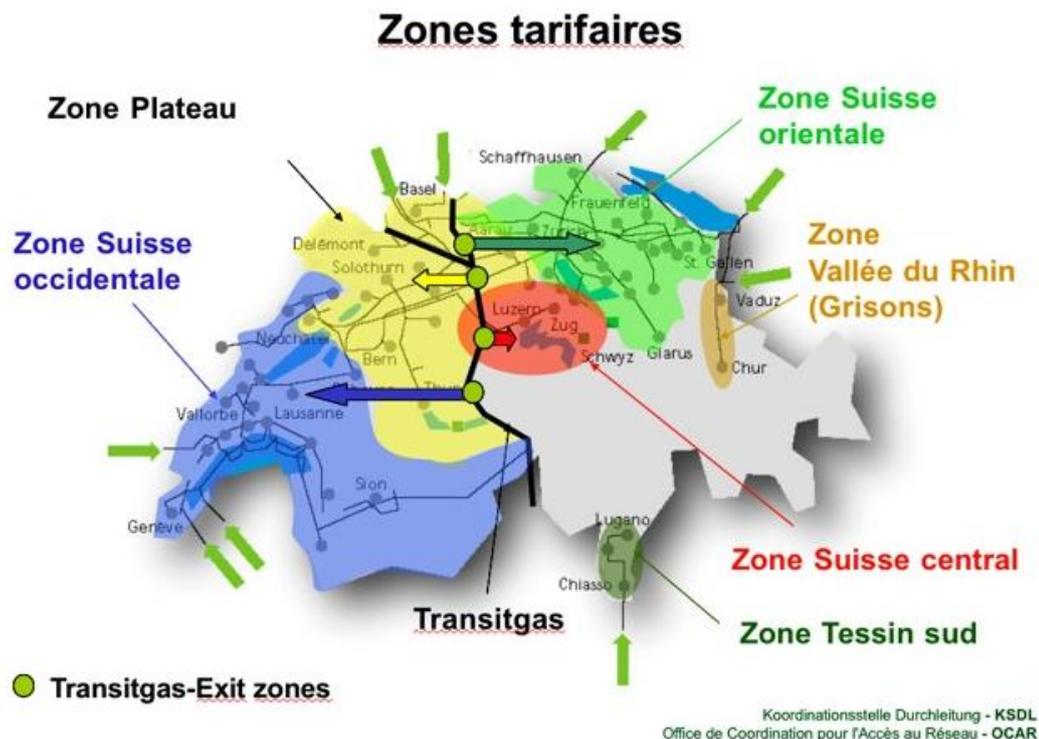


Figure 1 : Zones de rétribution du réseau suisse de transport à haute pression

Cet accord explicite les modalités d'accès au réseau qui ne sont pas précisées dans l'article 13 de la LITC, en fixant des conditions claires et simples. Pour cette raison, il est bien accueilli tant par la branche que par l'OFEN.

L'accès au réseau à basse pression n'est pas réglé par l'article 13 de la LITC, ni par d'autres réglementations spécifiques. La loi fédérale sur les cartels (LCart) et la loi concernant la surveillance des prix (LSPR) composent le cadre juridique général applicable à ces types de réseaux. L'accord signé entre Swissgas et les exploitants des réseaux régionaux à haute pression ne couvre pas les réseaux à basse pression, ainsi, afin de permettre un accès non discriminatoire de tous les négociants et fournisseurs aux réseaux locaux, l'ASIG a édité, en 2007, le modèle Nemo⁵, qui définit les principes essentiels du calcul de l'indemnité d'utilisation de réseau de distribution. Nemo est le résultat d'un accord entre les entreprises membres de l'ASIG et son modèle de calcul dissocie les coûts d'exploitation du réseau des coûts liés à d'autres activités. Nemo repose sur un modèle de soutirage indépendant de la distance, dans lequel la rétribution d'utilisation du réseau est calculée indépendamment de la transaction, de la distance et de la voie contractuelle.

Le tableau ci-dessous présente les organes compétents et les bases juridiques pour les deux types de réseau de distribution de gaz :

⁴ OCAR : <http://www.ksdl-erdgas.ch/fr/index.php>

⁵ NEMO est l'acronyme de Netznutzungsmodell – modèle d'utilisation du réseau.



Type de réseau	Organe compétente	Base juridique
Réseau haute pression (> 5 bar)	OFEN/COMCO SPr (droit de recommandation)	Art. 13 LITC, LCart, LSPr Autoréglementation : accord de droit privé volontaire signé par Swissgas et les exploitants des réseaux régionaux à haute pression
Réseau basse pression (< 5 bar)	COMCO SPr (compétence tarifs réseau)	LCart, LSPr Autoréglementation : modèle Nemo édicté par l'ASIG

Tableau 2 : La structure réglementaire du secteur du gaz en Suisse

1.3 La structure de la distribution du gaz en Suisse

Les besoins en gaz de la Suisse sont presque entièrement couverts par l'importation à travers des conduites souterraines (gazoducs). Swissgas SA, organisation de type coopératif à but non-lucratif, est la principale société importatrice et contrôle 75% du marché. Les sociétés régionales, Gasverbund Mittelland SA, Erdgas Ostschweiz SA, Gaznat SA et Erdgas Zentralschweiz SA se partagent le reste du marché. Swissgas revend presque la totalité du gaz naturel importé à ces quatre sociétés, qui à leur tour fournissent les sociétés d'approvisionnement en gaz (SAG) locales.

En suisse, il y a actuellement plus d'une centaine de SAG, dont la plupart sont contrôlées par des entités publiques, lesquelles ont pris en charge les investissements pour la construction des réseaux de distribution et en supportent aussi les risques économiques. Pour des raisons d'efficacité économique et pour exploiter les synergies, les communes organisent souvent l'approvisionnement en gaz, en eau, en électricité et en chauffage à distance dans des entreprises multiservices. Il existe néanmoins aussi plusieurs SAG dédiées uniquement à la fourniture de gaz. La taille des SAG varie beaucoup d'une entreprise à l'autre : alors que les sept SAG plus importantes couvrent la moitié de la fourniture de gaz, les 42 plus petites entreprises ne couvrent même pas le 10% de la distribution totale.

A l'image de la structure fédéraliste suisse, l'industrie gazière présente aussi une structure pluraliste et décentralisée, caractérisée par le regroupement des SAG dans des sociétés régionales dont elles sont actionnaires. Les sociétés régionales détiennent à leur tour les actions de Swissgas SA. Les sociétés régionales achètent le gaz auprès des fournisseurs en fonction des quantités demandées par les SAG. Les sociétés régionales opèrent donc sans but lucratif. Leur objectif est de garantir aux SAG un approvisionnement en gaz naturel sûr à long terme et à moindres coûts. Le modèle du secteur du gaz naturel en Suisse peut être schématisé de la manière suivante :

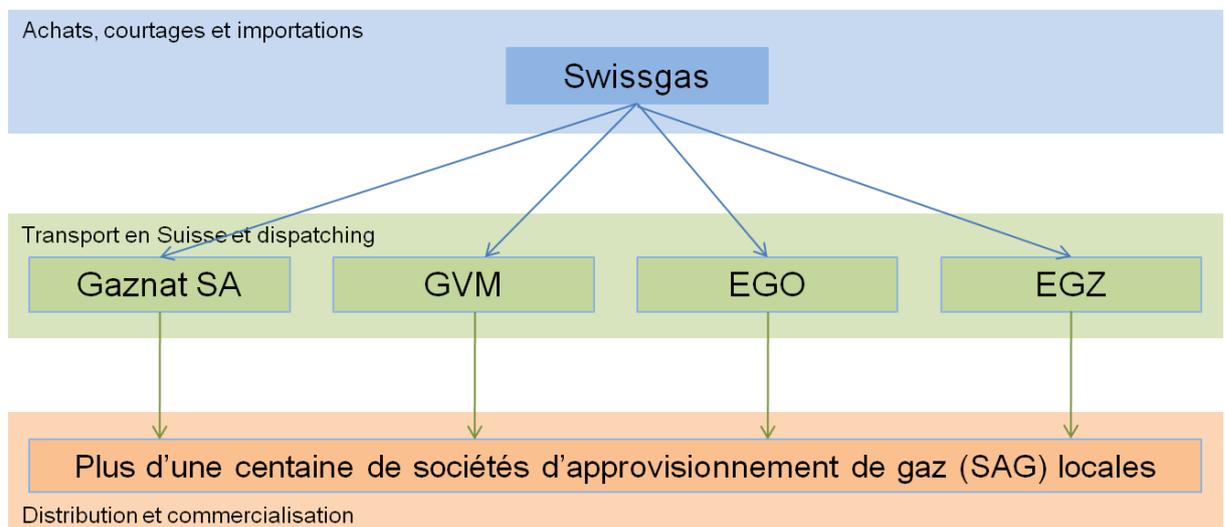


Figure 2 : Système d'importation, transport et distribution du gaz naturel en Suisse



Activités	Acteurs principaux	Caractéristiques	Description
Achats Courtages Importations	Swissgas SA	Swissgas SA : organisation de type coopératif à but non-lucratif. Les distributeurs de gaz sont ses propriétaires via les sociétés régionales.	Fédération de la demande suisse de gaz ; achats via contrat à long terme ; importation de gaz ; coordination des achats sur le marché spot pour l'économie gazière suisse.
Transport en Suisse Dispatching	Gasverbund Mittelland SA (GVM) Erdgas Ostschweiz SA (EGO) Gaznat SA Erdgas Zentralschweiz SA (EGZ)	Les quatre sociétés régionales sont des organisations à but non lucratif. Les SAG détiennent une grande partie des actions des sociétés régionales.	Gestion du portefeuille, achats de volumes supplémentaires ou de volumes spéciaux pour de gros clients, exploitation du réseau à haute pression, transport régional (y c. stockage) et pilotage des flux de gaz (<i>dispatching</i>).
Distribution Commercialisation	Plus d'une centaine de SAG	La plupart des distributeurs sont contrôlés par des entités publiques et sont souvent des entreprises multiservices.	Construction et exploitation des réseaux locaux pour fournir le gaz naturel au client final ; extension des réseaux ; garants de la sécurité de l'exploitation et de la fonctionnalité des réseaux existants ; marketing pour la marque gaz naturel ; commercialisation et facturation.

Tableau 3 : La structure de la distribution de gaz en Suisse

1.4 L'évolution de la distribution de gaz naturel en Suisse

Selon les données fournies par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)⁶, la consommation de gaz naturel en Suisse a, entre 1970 et 1996, enregistré une progression annuelle moyenne de l'ordre de 11% et a ainsi gagné en importance dans les sources énergétiques de notre pays. Cette dernière décennie, la hausse s'est nettement ralentie (en moyenne, +1,5% par an), principalement en raison des conditions météorologiques.

Aujourd'hui, le gaz représente près de 12% de la consommation d'énergie finale. Les plus grands consommateurs sont les ménages (environ 40% de la consommation totale), suivis par l'industrie (33%). Une grande partie du gaz est utilisée pour la production de chaleur, mais suite à la réorientation de la politique énergétique décidée par le Conseil fédéral le gaz naturel devrait, à moyen terme, jouer un rôle de plus en plus important dans la production d'électricité.

Durant les dernières années, le gaz naturel a continué à gagner des clients dans le secteur des ménages comme dans le secteur industriel. Plusieurs distributeurs locaux ont étendu leur réseau et raccordé de nouvelles zones. Aujourd'hui, le système de distribution de gaz naturel est composé par un réseau enterré d'une longueur de plus de 18'000 km.

⁶ Ces données sont disponibles sur le site internet de l'OFEN (www.bfe.admin.ch).



Durant les deux dernières années, 22 nouvelles communes ont été raccordées au réseau de distribution gazier. En avril 2011, plus d'un millier de communes suisses étaient alimentées en gaz naturel par l'une des sociétés d'approvisionnement locales⁷. Il résulte ainsi que plus de deux tiers de la population suisse vit dans des communes alimentées en gaz naturel⁸.

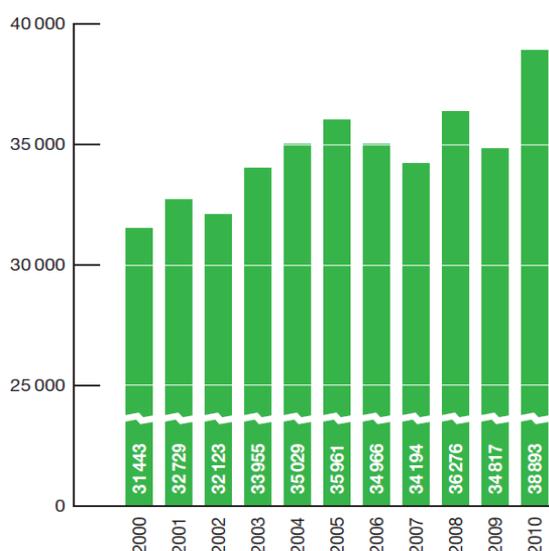
Entre 2006 et 2010, la consommation de gaz naturel s'est établie de manière stable au-dessus du seuil de 34'000 gigawatt heures (GWh), soit une consommation de plus de 3.4 milliards de m³ de gaz naturel, par an. Avec une consommation de presque 39'000 GWh, 2010 représente l'année record du secteur du gaz naturel. Les températures hivernales et la conjoncture économique peuvent provoquer des variations de la consommation d'une année à l'autre.

Durant les dernières années, les ventes de gaz naturel et de biogaz carburant ont aussi constamment augmenté en atteignant presque cinq fois le niveau des ventes de 2006. Ce trend est confirmé par l'évolution du nombre des véhicules propulsés au gaz naturel circulant sur les routes de Suisse (3'313 unités en 2006, presque 10'000 unités en 2010). Le réseau des stations de remplissage suit aussi une évolution positive (126 stations en 2010 contre moins de 100 en 2007). Ce développement positif de la fonction de carburant du gaz peut être mis en relation avec l'entrée en vigueur au 1er juillet 2007 de l'allégement fiscal du gaz naturel carburant et de l'exonération totale du biogaz distribué via le réseau de gaz naturel, ce qui a permis de rendre les prix de ces carburants beaucoup plus attractifs par rapport aux prix de l'essence.

Le tableau et le graphique ci-dessous donnent quelques chiffres sur l'évolution du secteur du gaz naturel en Suisse ces dernières années :

Année	Consommation de gaz naturel (GWh par an)	Extension du réseau enterré	Nombre de communes raccordés au réseau	Voitures à gaz naturel	Station de remplissage carburant gaz	Variation de la vente de carburant biogaz
2006	34'966			3'313		
2007	34'194			5'830	Env. 100	+ 85%
2008	36'276		1'060	7'163	110	+ 53%
2009	34'817		1'073	8'700	119	+ 28%
2010	38'893	> 18'000 km	1'082	9'600	126	+ 18%

Tableau 4 : L'évolution du secteur du gaz naturel en Suisse entre 2006 et 2010 (source ASIG)



Graphique 1 : Distribution de gaz naturel en Suisse (consommation brute d'énergie en GWh, source : ASIG)

⁷ La liste des communes raccordées au réseau de distribution de gaz est disponible sous <http://www.gaz-naturel.ch/approvisionnement/reseau-en-suisse/fournisseurs-locaux/>

⁸ Il n'y a aucune garantie que tous les citoyens qui habitent dans ces communes puissent obtenir le raccordement au réseau gazier.



1.5 La distribution de gaz en Suisse n'est pas un service public obligatoire

Contrairement à l'électricité, la distribution de gaz n'est pas un service public obligatoire. La décision de raccorder ou non une région à un réseau de gaz relève de l'entreprise. Avant de lancer un projet de construction ou d'extension du réseau, les sociétés d'approvisionnement en gaz évaluent les risques de perte de leurs investissements. Seuls les projets qui remplissent des critères économiques de rentabilité sont lancés.

Des facteurs tels que la densité de la population, les implantations industrielles et la géologie jouent des rôles importants dans le développement du réseau gazier suisse. Celui-ci s'est principalement développé dans des régions à forte densité de population et sur des territoires plutôt plats. Les images ci-dessous comparent le réseau d'approvisionnement en gaz naturel (à droite) à la densité de la population, en 2009 (à gauche) :

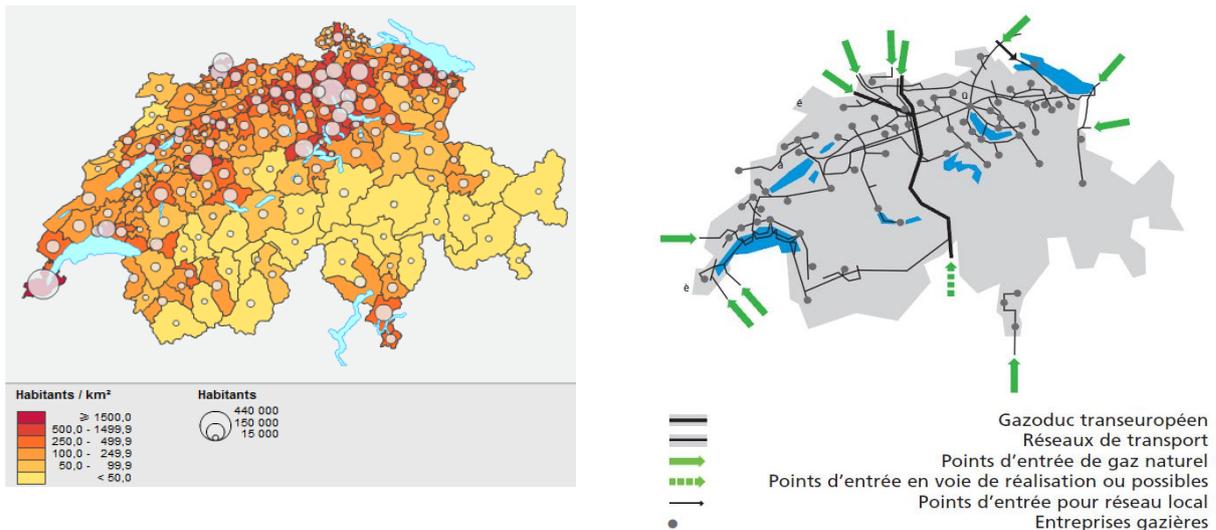


Figure 3 : Densité de la population suisse en 2009 (Source : OFS) et réseau d'approvisionnement de la Suisse en gaz naturel (Source : ASIG)

Pour observer encore plus dans le détail les différences dans l'approvisionnement en gaz entre les régions suisses, nous avons estimé le taux de la population de chaque canton ayant accès au réseau gazier. Nous avons ainsi croisé la liste des communes suisses raccordées au réseau de gaz naturel en avril 2011 avec les données sur la population des communes et des cantons suisses publiées par l'Office fédéral de statistique (OFS). Le tableau 4 présente les résultats obtenus :



Cantons	Population au 31.12.2009 par canton	Population des communes suisses alimentées en gaz naturel	% de la population des communes alimentées en gaz naturel	Cantons	Population au 31.12.2009 par canton	Population des communes suisses alimentées en gaz naturel	% de la population des communes alimentées en gaz naturel
Suisse	7'785'700	5'594'569	72%				
AG	600'000	381'034	64%	NW	40'800	0	0%
AI	15'700	7'705	49%	OW	35'000	0	0%
AR	53'000	33'353	63%	SG	474'700	412'841	87%
BE	974'200	569'912	59%	SH	75'700	58'091	77%
BL	272'800	199'047	73%	SZ	144'700	127'625	88%
BS	187'900	187'898	100%	SO	252'700	194'371	77%
FR	273'200	144'670	53%	TI	335'700	149'804	45%
GE	453'300	441'238	97%	TG	244'800	220'820	90%
GL	38'500	38'500	100%	UR	35'300	0	0%
GR	191'900	53'569	28%	VS	307'400	164'849	54%
JU	70'100	21'343	30%	VD	701'500	616'588	88%
LU	373'000	225'674	61%	ZG	110'900	87'788	79%
NE	171'600	150'636	88%	ZH	1'351'300	1'107'213	82%

Tableau 5 : Population des communes alimentées par le réseau gazier dans les cantons suisses

Le tableau indique que les régions les moins peuplées et avec le plus de contraintes géologiques, telles que le Jura, Uri, les vallées du Nord du Tessin et une grande partie des Grisons sont les moins desservies par le réseau gazier. Au contraire, dans les régions fortement peuplées du plateau suisse, telles que Genève, Bâle-Ville, Schwyz et Thurgovie, presque la totalité de la population a accès au réseau de gaz naturel⁹.

1.6 La Surveillance de prix et l'approvisionnement en gaz en Suisse

Conformément à la loi concernant la surveillance des prix (LSP), le Surveillant des prix ne peut intervenir que pour empêcher des situations d'abus de prix, lorsqu'une entreprise publique ou privée bénéficie d'une position dominante sur un marché.

Le gaz est un produit utilisé en grande partie pour alimenter les systèmes de chauffage et il se trouve en concurrence sur le marché de la chaleur avec des autres agents énergétiques (mazout, électricité). Dans la plus part des cas, cette concurrence ne joue que jusqu'au choix du système de chauffage. En effet, une fois que l'investissement dans une installation de chauffage à gaz a été réalisé, il est difficile, pour le propriétaire d'un immeuble ou d'une usine de changer de système, sans l'avoir préalablement amorti. Un changement rapide du système de chauffage pourrait éventuellement se justifier par de profondes modifications du contexte, telles que l'augmentation extraordinaire des prix de l'agent

⁹ Le fait qu'une commune soit raccordée à un réseau gazier n'assure pas que tous ses citoyens aient la possibilité de se brancher au réseau.



énergétique sélectionné, ou le changement radical du cadre réglementaire qui empêcherait par exemple l'utilisation d'une source énergétique jugée trop polluante.

Il faut aussi souligner qu'en Suisse, seulement un tiers des foyers sont propriétaires de leur propre logement et par conséquent des conflits d'intérêt entre les propriétaires et les locataires (principe du principal-agent¹⁰) sont assez répandus. Au niveau du système de chauffage, la problématique du «*Split incentive*» cause le dysfonctionnement du marché de la chaleur. En effet, les propriétaires n'ont pas toujours d'incitations économiques suffisantes à investir dans un système de chauffage plus performant, parce qu'ils peuvent répercuter les coûts de chauffage directement sur les frais chargés à leurs locataires. Les locataires n'investissent pas non plus de l'argent dans un changement de système s'ils pensent ne pas rester suffisamment longtemps dans la même habitation pour récupérer à travers les réductions des dépenses leur investissement de départ.

En d'autres termes, seuls les consommateurs qui ont à disposition un système de chauffage qui peut être utilisé avec plusieurs agents énergétiques peuvent profiter d'une certaine concurrence entre les prix de ces agents. La grande majorité des ménages, qui représentent environ 40% de la consommation de gaz, et une grande partie des industries, qui de leur côté en consomment environ le 33%, ne sont pas munis de systèmes qui permettent l'utilisation de plusieurs sources énergétiques.

Par conséquent, les fournisseurs de gaz ne sont d'une part pas soumis à l'obligation d'approvisionner et ont donc l'avantage de pouvoir choisir librement dans quels projets d'extension du réseau investir, et ils bénéficient d'autre part d'une position de monopole naturel due aux barrières à l'entrée constituées par les investissements nécessaires à changer le système de chauffage d'un immeuble ou d'une entreprise.

Le marché du gaz en Suisse est caractérisé par des monopoles d'approvisionnement et la Surveillance des prix est en charge des tâches suivantes :

- *Réseau haute pression (> 5 bar)* : conformément à la LITC, au niveau juridique, l'OFEN est l'organe compétent pour ce type de réseau. La Surveillance des prix a un droit de recommandation (art. 15, LSPr). L'appréciation se base en premier lieu sur l'analyse des coûts du capital et coûts d'exploitation que les entreprises font valoir.
- *Réseau basse pression (< 5 bar)* : en absence d'une réglementation spécifique, la LCart et la LSPr composent le cadre juridique de référence et la COMCO et la Surveillance des prix sont les organes compétents pour l'attribution de l'accès aux réseaux à basse pression. Comme pour le réseau à haute pression, l'appréciation de la Surveillance des prix se base en premier lieu sur l'analyse des coûts du capital et coûts d'exploitation que les entreprises font valoir pour le réseau de distribution du gaz.

Cette étude a pour objectif de déterminer la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse, afin de permettre à la Surveillance des prix de calculer le WACC propre aux spécificités de la branche.

¹⁰ Le principe du principal-agent est le cœur de la théorie de l'agence, une des théories de l'économie industrielle. Il désigne un ensemble de problèmes rencontrés lorsque l'action d'un acteur économique, désigné comme étant le « principal », dépend de l'action ou de la nature d'un autre acteur, « l'agent », sur lequel le principal est imparfaitement informé. Il s'agit donc d'étudier les conséquences d'une asymétrie d'informations.



2 La méthode

2.1 Considérations initiales

En 2006, la Surveillance des prix a développé un modèle de calcul pour déterminer la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse. Ce modèle, qui avec l'entrée en vigueur de LApEI, a été repris dans l'OApEI¹¹ et est utilisé par l'EICOM, se base sur la méthode du taux de coût moyen pondéré du capital (méthode WACC; CMPC en français).

La détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau du gaz en Suisse se base, dans cette étude, sur un modèle de calcul identique à celui appliqué au secteur de l'électricité. Les paramètres indépendants du secteur, tels que le taux d'intérêt sans risque, le rendement sur le portefeuille de marché et la prime de risque du marché seront actualisés et les paramètres dépendants du secteur, tels que le beta, la répartition entre les fonds propres et les fonds étrangers et le debt premium seront adaptés aux spécificités du marché suisse du gaz.

Les objectifs de l'étude sont de calculer le taux de coût moyen pondéré du capital pour les gestionnaires du réseau gazier suisse au 31 décembre 2010, de fournir à la branche un modèle de calcul pour déterminer la rémunération du capital conforme au risque et de fournir à la Surveillance des prix un instrument utile pour l'appréciation des coûts du capital dans le cadre de ses analyses des tarifs. Pour limiter la marge d'appréciation existant dans la fixation des différents paramètres du WACC, la Surveillance des prix souhaite que la procédure adoptée pour fixer les paramètres de calcul puisse rester constante sur une longue période.

Une des conditions nécessaires à l'application correcte de cette méthode est que les entreprises lèvent leur financement aux conditions du marché. La Surveillance des prix se réserve le droit d'adapter les paramètres définis dans ce rapport ou d'utiliser d'autres méthodes de calcul de la rémunération du capital, si les gestionnaires du réseau gazier, en raison de leur situation particulière (taille, propriété), bénéficient de conditions de financement meilleures que celles du marché (prêts sans intérêt, capital gratuit fourni par les membres de coopératives, financement direct des investissements par les municipalités, etc.).

2.2 Gaz et électricité : quelles différences ?

Nous nous sommes demandé si le secteur du gaz et le secteur de l'électricité ont les mêmes caractéristiques. A première vue, les activités de distribution du gaz et de l'électricité semblent avoir beaucoup de points communs. En effet, ces deux formes d'énergie nécessitent d'être acheminées à travers des réseaux de distribution. Au niveau de la distribution, les deux réseaux bénéficient d'une position de monopole. Il serait ainsi possible de croire que la rétribution de l'utilisation du réseau gazier serait la même que celle prévue pour le réseau électrique. Dans la réalité, il existe plusieurs différences entre ces deux activités :

- Contrairement à l'électricité, le gaz naturel est remplaçable dans toutes ses applications. Il est principalement utilisé sur le marché de la chaleur. Le marché du gaz est en concurrence avec d'autres agents énergétiques, tels que le pétrole ou le mazout, alors que l'électricité jouit d'un monopole dans maintes applications.
- Les sites de production et les lieux de consommation du gaz sont souvent fort éloignés, nécessitant des infrastructures de transport coûteuses. En règle générale, les distances sont moins grandes dans le cas de l'électricité.
- Pour la définition des prix, plusieurs pays ont mis en place des bourses de l'électricité, par contre il n'existe que peu de bourses du gaz. Dans ce secteur les prix sont souvent fixés sur la base de contrats de livraison à long terme.
- Contrairement à l'électricité, la distribution de gaz en Suisse n'est pas un service public obligatoire,

¹¹ Pour d'autres informations voir: Bundesamt für Energie: Stromversorgungsverordnung; Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007. S. 13.



mais la décision de raccorder ou non une région à un réseau de gaz relève de l'entreprise.

- En Europe, le gaz provient d'un nombre restreint de sources et de fournisseurs, contrairement à l'électricité. De plus, celle-ci est une énergie secondaire, productible à partir de différents agents primaires. Ainsi, la Suisse ne produit pas de gaz, alors qu'elle se suffit en bonne partie à elle-même pour l'électricité.
- La production de gaz n'a pas la souplesse de l'électricité en cas de fortes fluctuations de la demande. Pour le gaz, il est donc nécessaire de prévoir des capacités de stockage qui dans la majorité des cas sont garanties par les fournisseurs étrangers, ce qui cause une majoration des prix.

Aux vues des caractéristiques propres à chacune des deux branches, l'évolution du marché, la structure de financement des entreprises d'approvisionnement et la perception du risque spécifique au secteur peuvent être différentes. Des études empiriques montrent par exemple que l'asset beta du secteur du gaz est généralement inférieur au beta du secteur de l'électricité (Damodaran, 2011 ; Nera, 2008 ; KPMG, 2004). Nous sommes ainsi de l'avis qu'il est justifié de procéder avec une analyse de la rétribution de l'utilisation du réseau propre au secteur du gaz.

2.3 Weighted Average Cost of Capital (WACC)

La plupart des autorités européennes de régulation dans le domaine de l'économie de l'électricité et du gaz utilisent aujourd'hui la méthode du taux de coût moyen pondéré du capital (WACC) pour apprécier le taux d'intérêt conforme au risque. Cette méthode considère le fait que les sociétés utilisent pour leur financement un mélange de capital propre et de capital étranger dont les taux d'intérêt sont normalement différents. Partant du traitement de l'impôt sur les sociétés, on distingue entre WACC avant impôt, WACC après impôt et "Vanilla"- WACC :

Le **WACC après impôt** est le paramètre significatif pour les investisseurs vu qu'il tient compte de l'impôt sur les sociétés et des possibilités de déduction fiscale des intérêts sur le capital étranger :

$$WACC \text{ après impôt} = r_e * \frac{CP}{CP + CE} + r_d * (1 - t_c) * \frac{CE}{CP + CE}$$

Le "**Vanilla**"- WACC est une variante du WACC après impôt dont les impôts sont pris en compte ailleurs à leur taux réel (p. ex. au niveau des coûts d'exploitation) et ne sont pas calculés à un pourcentage défini du bénéfice avant impôt (EBIT) :

$$\text{"Vanilla"}-WACC = r_e * \frac{CP}{CP + CE} + r_d * \frac{CE}{CP + CE}$$

Le **WACC avant impôt** est un «gonflement» du WACC après impôt; il permet d'intégrer explicitement la charge fiscale :

$$WACC \text{ avant impôt} = WACC \text{ après impôt} / (1 - t_c)$$

où

CP	=	capital propre de la société
CE	=	capital étranger de la société portant intérêt
r_e	=	rendement du capital propre après impôt
r_d	=	coûts bruts du capital étranger
t_c	=	taux d'impôt sur le bénéfice de la société

La Surveillance des prix, conformément à l'approche utilisée pour le réseau électrique, utilise le taux d'intérêt sans risque national et le marché suisse des actions comme base de calcul.



Pour éviter la double rémunération du capital propre, il est important de souligner que le calcul du WACC présuppose qu'aucun bénéfice supplémentaire ne soit distribué aux propriétaires¹².

2.4 Les composantes du calcul du WACC

Pour calculer la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse avec la méthode du WACC, il faut évaluer ses deux composantes principales : le rendement du capital propre et la rémunération du capital étranger.

Le rendement du capital propre, en accord avec la plupart des autorités européennes de régulation des marchés de l'électricité et du gaz, l'ASIG et l'ECom, est calculé avec la méthode Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Le CAPM décrit la relation entre le risque et le rendement attendu du marché (après impôt sur les bénéfices) d'un investissement et correspond à la formule suivante :

$$E(r_e) = E(r_f) + \beta(E(r_m) - E(r_f))$$

où

- $E(r_e)$ = rendement attendu sur le capital propre après impôt
- $E(r_f)$ = rendement sans risque attendu
- $E(r_m)$ = rendement attendu sur le marché
- $E(r_m) - E(r_f)$ = prime de risque du marché attendue; supplément au rendement sans risque exigé par les investisseurs pour la tenue du portefeuille
- β = mesure du risque systématique ou non diversifiable du placement par rapport au rendement du marché

Le CAPM permet donc de calculer le rendement conforme au risque ou le rendement usuel du marché du capital propre et répond à la question des "bénéfices équitables" conformément à la loi concernant la surveillance des prix (art. 13, al. 1, let. b LSPR).

L'idée fondamentale du CAPM est que les investisseurs peuvent diversifier leur risque par l'achat de placements alternatifs. Le risque non diversifiable pris en compte par le beta (β) établit le lien entre le risque de cet investissement et le risque du portefeuille de marché. Le beta de l'investissement i correspond à la formule suivante :

$$\beta_i = \frac{\text{COV}(r_i, r_m)}{\text{var}(r_m)}$$

où

- r_i = le rendement sur l'investissement i

La rémunération du capital étranger $E(r_d)$ peut être représentée comme la somme du taux d'intérêt sans risque $E(r_f)$ et d'un supplément appelé debt premium.

$$E(r_d) = E(r_f) + \text{debt premium}$$

Contrairement aux obligations de la Confédération, utilisées pour mesurer le taux d'intérêt sans risque, le debt premium tient compte du fait que les prêts aux entreprises sont soumis à un risque d'insolvabilité. Ce risque dépend de plusieurs facteurs comme le type de secteur d'activité, la part de capital étranger et les fluctuations des bénéfices des sociétés.

Le calcul du WACC requière aussi la détermination de la répartition entre les fonds propres et les fonds étrangers des sociétés d'approvisionnement en gaz et le taux d'imposition sur les gains des entreprises suisses.

¹² Par exemple la distribution de bénéfices aux communes, la livraison de gaz à prix préférentiel à la commune ou aux transports publics, etc.



2.5 Les paramètres du calcul du WACC

Chaque composante du modèle de calcul du WACC est constituée par plusieurs paramètres. Le taux d'intérêt sans risque, le rendement sur le portefeuille de marché et la prime de risque du marché sont des paramètres indépendants du secteur et seront déterminés avec les mêmes méthodes utilisées pour le calcul du WACC appliqué aux gestionnaires suisses du réseau électrique¹³.

Le beta du secteur du gaz, la répartition entre les fonds propres et les fonds étrangers estimée pour le secteur et le supplément ajouté au taux d'intérêt sans risque (debt premium) sont des paramètres qui peuvent varier d'un secteur à l'autre. Pour le secteur de l'approvisionnement en gaz, ces paramètres seront calculés en s'appuyant sur les décisions des autorités européennes de régulation de l'industrie gazière, sur la littérature scientifique existante dans le domaine, sur les études présentées par plusieurs entreprises de conseil, en Suisse et en Europe et sur l'application pratique de la théorie des marchés financiers.

Le tableau 5 présente la méthode que la Surveillance de prix applique pour estimer tous les paramètres nécessaires au calcul du WACC pour le réseau gazier suisse :

Composantes	Paramètres	Dépendant/ indépendant du secteur	Procédure de calcul des paramètres
Rendement du capital propre conforme au risque	Rendement sans risque - $E(r_f)$	Indépendant	Méthode développée par la SPr (2006) et appliquée par l'EICoM dans le cadre de la LApEI
	Rendement attendu sur le marché - $E(r_m)$	Indépendant	Méthode développée par la SPr (2006) et appliquée par l'EICoM dans le cadre de la LApEI
	Beta	Dépendant	Estimation propre au secteur du gaz en Suisse
Rémunération du capital étranger	Rendement sans risque - R_f	Indépendant	Méthode développée par la SPr (2006) et appliquée par l'EICoM dans le cadre de la LApEI
	Debt premium	Dépendant	Estimation propre au secteur du gaz en Suisse
Impôts	Taux d'impôt sur le bénéfice des sociétés	Indépendant	Observation des taux d'imposition appliqués en Suisse
Répartition entre les fonds propres et les fonds étrangers	Fonds propres (% par rapport aux actifs de la société)	Dépendant	Estimation propre au secteur du gaz en Suisse
	Fonds étrangers (% par rapport aux actifs de la société)	Dépendant	Estimation propre au secteur du gaz en Suisse

Tableau 6 : La procédure de calcul des paramètres du taux de coût moyen pondéré du capital pour le réseau gazier suisse

¹³ Selon le modèle développé en 2006 par la Surveillance des prix et appliqué par l'EICoM depuis l'entrée en vigueur de la LApEI.



3 Le calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse

3.1 Le rendement du capital propre

L'application de la méthode Capital Asset Pricing Model (CAPM) pour calculer le rendement du capital propre nécessite la définition du taux d'intérêt sans risque, du rendement du portefeuille de marché, de la prime de risque du marché et du beta du secteur.

3.1.1 Le taux d'intérêt sans risque

Le taux d'intérêt sans risque est une mesure du rendement attendu d'un investissement dans un placement libre de risque et est un paramètre important pour la détermination du WACC, car sa modification entraîne une adaptation directe du taux de coût moyen pondéré du capital.

Pour le calcul de la rétribution du réseau gazier, la Surveillance des prix, conformément à la méthodologie développée pour le réseau électrique, utilise pour le calcul du taux d'intérêt sans risque la moyenne des cinq dernières années du rendement des obligations fédérales à 10 ans conformément au Bulletin mensuel de statistiques économiques de la Banque nationale suisse.

La majorité des régulateurs européens et des spécialistes dans le domaine sont unanimes sur l'utilisation du taux des emprunts gouvernementaux avec une maturité de plusieurs années pour fixer le taux d'intérêt pour des investissements à long terme. Par contre, de grands débats sont toujours en cours quant à l'actualité du taux d'intérêt. D'un point de vue théorique, la valeur actuelle est la meilleure valeur prévisible pour l'avenir et il faudrait donc recourir au taux d'intérêt actuel et non pas à une moyenne historique. A l'opposé, le fait que cette dernière est plus stable que les valeurs actuelles plus volatiles et que le WACC s'en trouve donc «aplani» ou plus constant plaide en faveur d'une moyenne. La rétribution de l'utilisation du réseau qui nous intéresse finalement ici variera donc également moins sur la durée. D'ailleurs, dans la pratique des autorités européennes de régulation, des moyennes sur plusieurs années ne sont pas inhabituelles.

En Suisse, l'ASIG, dans la définition des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel (ASIG, 2007) propose l'utilisation de l'approche décrite par la Surveillance des prix (SPr, 2006). A noter, que la Surveillance des prix utilise cette même approche dans le calcul du WACC pour les secteurs de l'approvisionnement en eau potable, de l'assainissement des eaux usées et des télécommunications.

3.1.2 Le rendement sur le portefeuille de marché et la prime de risque du marché

La prime de risque du marché ($E(r_m) - E(r_f)$) mesure l'écart de rentabilité attendue entre le marché dans sa totalité et l'actif sans risque et permet d'évaluer le dédommagement supplémentaire moyen par rapport à la rémunération sans risque que les investisseurs attendent pour s'exposer au risque du portefeuille composé par tous les titres du marché. La majorité des utilisateurs du modèle CAPM, recourent le plus souvent à une approche ex-post, en utilisant des valeurs historiques, lesquelles, pour le risque de marché peuvent être exprimées à travers des indices sur les marchés de référence et pour les actifs sans risque à travers les taux d'intérêt à long terme des obligations d'état.

Pour calculer la prime de risque du marché, la Surveillance des prix adopte les mêmes critères définis dans le cadre de la détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse (SPr, 2006) :

1. **Historique des valeurs** : les données sur les performances des actions et des obligations en Suisse publiées annuellement par la banque Pictet & Cie (Pictet, 2010) sont utilisées pour calculer la prime de risque du marché. L'historique de ces données remonte jusqu'à 1926.
2. **Taux d'intérêt sans risque** : Au taux publié annuellement dans le rapport de la banque Pictet & Cie, la Surveillance des prix ajoute 64 points de base, pour compenser la différence entre le ren-



dement des obligations de débiteurs suisses utilisé par la banque genevoise et les obligations de la Confédération utilisées par la Surveillance des prix¹⁴.

3. **Le calcul du rendement** : La Surveillance des prix et la Banque Pictet utilisent tant pour les obligations que pour le rendement des actions la moyenne géométrique¹⁵.

Pour calculer la prime de risque du marché, la Surveillance des prix utilise donc la moyenne géométrique des primes de risque du marché conformément aux données de Pictet depuis 1926, à laquelle elle ajoute 64 points de base afin de tenir compte du calcul différent du taux d'intérêt sans risque.

En Suisse, l'ASIG, dans la définition des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel (ASIG, 2007) propose l'utilisation de l'historique des valeurs et du taux sans risque utilisé par la Surveillance des prix. En ce qui concerne le calcul du rendement, l'ASIG, au lieu d'utiliser uniquement la moyenne géométrique, applique la moyenne entre la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique.

3.1.3 Le beta

Le beta (β) est un coefficient de volatilité ou de sensibilité qui indique la relation existant entre les fluctuations de la valeur d'un titre ou d'une branche et les fluctuations du marché, mesurant ainsi le risque résiduel impossible à diversifier d'un placement. Contrairement aux considérations sur la prime de risque et le taux d'intérêt sans risque, il est calculé spécifiquement pour une société ou une branche.

Généralement, le beta est calculé empiriquement à l'appui de valeurs historiques (approche ex-post) et s'obtient en régressant la rentabilité d'un titre ou d'une branche sur la rentabilité de l'ensemble du marché.

Le beta d'une branche peut être évalué empiriquement à travers la comparaison des betas des entreprises qui la composent. Pour établir une comparaison adéquate, les equity betas des entreprises observées doivent être corrigés par leur part de capitaux empruntés pour obtenir un «asset» ou «unlevered» beta. En d'autres termes, les betas des entreprises sont modifiés comme si elles étaient toutes totalement financées par des fonds propres. En faisant l'hypothèse usuelle que le beta de la dette égale zéro, l'asset beta peut être calculé à l'aide de la déclinaison de Miller de la formule Modigliani-Miller¹⁶, laquelle néglige les impôts sur les bénéfices :

$$\text{asset } \beta = \frac{\text{equity } \beta}{(1 + \text{leverage})}$$

où le «leverage» est défini comme quotient du capital étranger sur le capital propre (CE/CP).

Ces asset betas sont ensuite à nouveau transformés en equity betas conformément au modèle de «leverage» (niveau d'endettement) choisi, de sorte que l'equity beta utilisé est cohérent avec la part de capital propre utilisée.

De même que pour l'estimation du beta des gestionnaires du réseau électrique, en Suisse, il n'y a pas de sociétés qui s'occupent uniquement des réseaux gaziers cotées en bourse, par conséquent le calcul empirique adéquat de l'asset beta pour cette branche n'est pas possible. La Surveillance des prix se fonde sur des analyses empiriques à l'étranger, sur la pratique des autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité et du gaz et sur la formulation des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel.

En ce qui concerne les analyses empiriques à l'étranger, les études incluent souvent des entreprises intégrées verticalement ou des entreprises multiservices. Les betas de ces entreprises intègrent aussi

¹⁴ Des explications plus détaillées à ce sujet sont disponibles dans le chapitre 2.2.2 de l'étude « Rétribution de l'utilisation du réseau » (SPR, 2006).

¹⁵ Ibid.

¹⁶ La formule Modigliani-Miller pour le calcul de l'asset beta:

$$\text{asset } \beta = \frac{\text{equity } \beta}{(1 + \text{leverage}) * (1 - t_c)}$$



le risque d'autres activités telles que le commerce et la production de gaz ou d'autres services tels que l'approvisionnement en eau ou en chauffage à distance. Ces entreprises, en ayant des activités généralement plus risquées, ont des betas qui peuvent être un peu plus élevés par rapport à ceux dont le risque est lié uniquement aux réseaux de distribution et de transport du gaz.

- Dans son étude sur la rétribution de l'utilisation du réseau électrique (SPr, 2006), la Surveillance des prix avait trouvé les résultats calculés à travers des analyses empiriques :
- Sur la base des chiffres de Wright et Smithers & Co., Ofgem (2004) calcule un asset beta entre 0.3 et 0.4.
- Dans une vue d'ensemble, Nera (2003) présente des estimations de beta pour plusieurs sociétés de l'économie de l'électricité et du gaz. Les asset betas des entreprises électriques européennes se situent en moyenne à 0.35; à noter ici qu'il s'agit parfois d'entreprises intégrées verticalement.
- Pour 10 entreprises européennes, CER (2005) relève une moyenne de 0.42 pour l'asset beta mais, ici encore, des sociétés intégrées verticalement sont parfois prises en compte.
- Une vue d'ensemble de DTE (2005) pour 14 sociétés de l'économie de l'électricité et du gaz calcule des moyennes non pondérées de 0.23 et 0.35 en fonction de la méthode d'appréciation des asset betas.

D'autres analyses empiriques sur la rémunération de l'utilisation du réseau électrique et gazier donnent les résultats suivants :

- Dans le cadre d'une étude sur la rémunération de l'utilisation des réseaux électriques et gaziers en Allemagne, Nera (2008) a analysé les asset betas des gestionnaires de réseau électriques et gazier cotés dans les bourses européennes sur une période de dix ans (1998-2007). Dans ces résultats Nera indique un asset beta pour le réseau gazier de 0.45 et pour le réseau électrique de 0.41.
- Dans une étude sur le WACC dans le secteur de la distribution d'énergie en Australie, pour 7 entreprises de distribution de gaz et 6 entreprises de distribution d'électricité, KPMG (2004) relève respectivement un asset beta moyen de 0.51 pour la distribution de gaz et de 0.425 pour la distribution d'électricité.
- L'observation de l'IFBC (2009) de 8 entreprises européennes actives dans la distribution d'électricité dans la période 2002-2008 révèle des valeurs de beta comprises entre 0.40 et 0.54. Dans son étude sur l'indemnisation du niveau de risque des opérateurs de réseau, l'IFBC propose de fixer le niveau de beta à 0.48 pour trois ans.
- Dans un étude sur la détermination de la majoration nécessaire à couvrir les coûts d'exploitation des réseaux d'électricité et de gaz, mandatée par l'Agence fédérale allemande pour les réseaux (Bundesnetzagentur), Frontier Economics (2008) relève un beta pour la période 2006-2008 de 0.41 et pour la période 2004-2008 de 0.39. Ces résultats sont estimés à travers la moyenne calculée sur un échantillon composé uniquement par des opérateurs de réseaux électriques et gaziers (« Reine Netzbetreiber »).
- Damodaran calcule depuis des années les betas pour plusieurs branches. Le beta de chaque branche est estimé à travers la moyenne arithmétique des betas de chaque entreprise de la branche, calculés en utilisant les rendements mensuels sur une période de cinq ans. Pour les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, Damodaran (2011) fournit les betas suivants :

	Asset Beta			
	2010	2009	2008	2007
Gaz (utility)	0.44	0.42	0.42	0.52
Electricité (utility)	0.45-0.48	0.47-0.49	0.48-0.50	0.61-0.63

Tableau 7 : Asset beta des secteurs du gaz et de l'électricité (utilities) calculés par Damodaran entre 2007 et 2010



Plusieurs études empiriques (Damodaran, 2011 ; Nera, 2008 ; KPMG, 2004) indiquent que généralement les asset betas des gestionnaires du réseau gazier sont un peu plus élevés que pour les gestionnaires du réseau électrique.

Les autorités européennes de régulation dans le domaine du gaz et de l'électricité proposent les asset betas suivants :

Pays	Asset beta	Source
Autriche	0.325	RIRE (2006)
Danemark	0.30 – 0.50	ERGEG (2007)
Estonie	0.4	RIRE (2006)
Finlande	0.3	ERGEG (2007)
France	0.45	Zelya Energy (2008)
Grande-Bretagne	0.4	RIRE (2006)
Hongrie	0.49	ERGEG (2007)
Irlande	0.4	ERGEG (2007)
Italie	0.38	ERGEG (2007)
Pays-Bas	0.23 – 0.36	ERGEG (2007)
Rép. Tchèque	0.35	ERGEG (2007)
Slovaquie	0.3	RIRE (2006)

Tableau 8 : Asset beta d'autorités européennes de régulation de l'économie du gaz

Les betas fournis dans les analyses empiriques sont généralement plus élevés que les betas proposés par les autorités européennes de régulation. En ce qui concerne les analyses empiriques, les études incluent souvent des entreprises intégrées verticalement ou des entreprises multiservices, et incluent aussi les risques d'autres activités tels que le commerce et la production de gaz ou d'autres services tels que l'approvisionnement en eau ou en chauffage à distance. Les betas proposés par les autorités européennes de régulation prennent en compte uniquement le risque lié à la distribution et au transport du gaz. Ce risque étant moins élevé, le beta est aussi moins élevé.

En Suisse, l'ASIG, dans sa formulation des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel (ASIG, 2006) propose un asset beta de 0.55.

À la lumière des analyses empiriques à l'étranger et de la pratique des autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité et du gaz, la Surveillance considère un asset beta de 0.40 comme adéquat.

3.2 La rémunération du capital étranger

La rémunération du capital étranger $E(r_d)$ peut être représentée comme la somme du taux d'intérêt sans risque $E(r_f)$ et d'un supplément appelé *debt premium*.

Comme le **taux d'intérêt sans risque** est calculé de la même manière et qu'il admet donc la même valeur que dans le modèle CAPM, on se référera ici à la discussion du paragraphe 3.1.1.

Le **debt premium**, supplément ajouté au taux d'intérêt sans risque, tient compte du fait que, contrairement aux obligations de la Confédération, les prêts aux entreprises sont soumis à un risque d'insolvabilité. Ce risque dépend de plusieurs facteurs comme la branche, la part de capital étranger et les fluctuations du bénéfice de la société.

Les autorités européennes de régulation dans le domaine du gaz et de l'électricité proposent des *debt premium* oscillant entre 0.41% et 1.90%. La plupart des régulateurs fixent des primes comprises entre 0.50% et 0.70%.



Pays	Debt premium	Source
Autriche	0.60%	IFBC (2009)
Belgique	0.70%	ERGEG (2007)
Danemark	0,50-1,25%	ERGEG (2007)
Finlande	0.60%	ERGEG (2007)
France	0.40%	CRE (2009)
Grande-Bretagne	1.90%	ERGEG (2007)
Hongrie	0.50%	ERGEG (2007)
Irlande	1.35%-1.40%	IFBC (2009) et ERGEG (2007)
Italie	0.41%	IFBC (2009) et ERGEG (2007)
Pays-Bas	0.80%	ERGEG (2007)
République Tchèque	0.50%	ERGEG (2007)
Suède	0.55%	ERGEG (2007)

Tableau 9 : Debt premium proposé par les autorités européennes de régulation de l'économie du gaz

En Suisse, l'ASIG, dans sa formulation des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel (ASIG, 2007) propose un debt premium de 1%. Dans son étude sur la rémunération de l'utilisation des réseaux, l'IFBC (2009) propose d'appliquer au calcul du WACC un debt premium de 0.5%. Cette même valeur est aussi utilisée par la Surveillance des prix (2006) et l'EICOM pour calculer la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse.

La Surveillance des prix a comparé les rendements sur la base mensuelle des obligations d'une durée de huit ans de la Confédération avec les rendements des obligations des secteurs de l'industrie (y compris électricité, gaz et eau) et du commerce avec la même durée de vie sur une période de dix ans (de décembre 2000 à décembre 2010)¹⁷. Pour la période examinée, la moyenne et la médiane des différences entre les rendements des deux types d'obligations sont respectivement de 0.68% et 0.66%. A cause de la crise qui a fortement touché le système financier à partir du mois de septembre 2008, les *spreads* entre les obligations gouvernementales et les obligations corporatives suisses se sont fortement élargis. Il a fallu une année pour que la situation se normalise. La Surveillance des prix a observé une moyenne de 0.63% et une médiane de 0.58% des différences entre les rendements des deux types d'obligations, excluant la période entre septembre 2008 et août 2009.

A la lumière de la pratique des autorités européennes de régulation de l'industrie du gaz et de l'observation des différences entre les rendements des obligations de la Confédération et les rendements des obligations des secteurs de l'industrie (y compris électricité, gaz et eau) et du commerce, la Surveillance des prix recourt à un debt premium de 0.55%.

3.3 La répartition entre capital propre et capital étranger

Pour calculer la rémunération du capital conforme au risque d'une entreprise, il est nécessaire de connaître la répartition entre le capital propre et le capital étranger. La structure du capital peut varier considérablement d'une société à l'autre et influencer ainsi le niveau de la charge fiscale, du risque des propriétaires des capitaux propres et du risque d'insolvabilité et par conséquent aussi le niveau des intérêts sur les capitaux empruntés.

Les autorités européennes de régulation de l'économie de l'électricité et du gaz ne s'appuient pas sur la valeur effective des différentes sociétés, mais prescrivent une valeur modèle pour la branche. Cela se justifie surtout par l'égalité de traitement des sociétés. Des parts de capitaux empruntés identiques sont en outre cohérentes dans la mesure où l'on recourt également à une valeur uniforme pour la branche pour le debt premium (cf. ch. 3.2). Le tableau 10 indique la structure de capital proposée par quelques pays européens pour le calcul de la rémunération du capital des gestionnaires du réseau gazier :

¹⁷ Source des données : Bulletin mensuel de statistiques économiques de la BNS



Pays	Fonds propres	Fonds étrangers	Source
Autriche	60%	40%	RIRE (2006)
Belgique	43%	67%	ERGEG (2007)
Danemark	72%	28%	ERGEG (2007)
Estonie	50%	50%	RIRE (2006)
Finlande	80%	20%	ERGEG (2007)
France	60%	40%	CRE (2009)
Grande-Bretagne	37%	63%	ERGEG (2007)
Hongrie	50%	50%	ERGEG (2007)
Irlande	45%	55%	ERGEG (2007)
Italie	56%	44%	Putzu (2009)
Pays-Bas	40%	60%	ERGEG (2007)
République Tchèque	80%	20%	ERGEG (2007)
Slovaquie	80%	20%	RIRE (2006)

Tableau 10 : structure du capital proposée par les autorités européennes de régulation de l'économie du gaz

Les pourcentages de fonds propres proposés par les autorités européennes de régulation varient largement d'un pays à l'autre. En effet, on passe d'un minimum de 37% pour la Grande-Bretagne à un maximum de 80% pour la Finlande, la République Tchèque et la Slovaquie. Les deux tiers des pays observés utilisent un pourcentage de fonds propres compris entre 40 à 60 %, en avançant l'argument qu'en moyenne ces valeurs (avec d'importantes disparités individuelles) correspondent le mieux à la réalité.

Dans le cadre d'une étude sur la rémunération de l'utilisation des réseaux électriques et gaziers en Allemagne, pour le calcul du WACC pour l'approvisionnement en gaz, Nera (2008) propose une part de capitaux propres de 40%. IFBC (2009), dans son étude sur l'indemnisation du niveau de risque des opérateurs de réseau arrive à la même proposition.

En Suisse, l'ASIG, dans sa formulation des standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel (ASIG, 2006) propose une part de capitaux propres de 40%.

La Surveillance des prix a observé la structure du capital de 20 entreprises suisses d'approvisionnement en gaz à la fin de la période comptable 2009¹⁸. L'échantillon est composé par des entreprises dédiées uniquement à la fourniture de gaz et par des entreprises multiservices, qui s'occupent en plus de l'approvisionnement d'électricité, du chauffage à distance ou d'eau.

¹⁸ Entreprises suisses d'approvisionnement en gaz membres de l'ASIG, pour lesquelles les informations concernant la structure du capital étaient publiées sur leur site internet.



Entreprises	Fonds propres	Fonds étrangers
Erdgas Zürich AG	76%	24%
IWB (Industrielle Werke Basel)	38%	62%
ewb (Energie Wasser Bern)	58%	42%
Sankt Galler Stadtwerke	36%	61%
ewl energie wasser luzern	71%	28%
Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA	26%	74%
Energie Thun AG	27%	73%
Holdigaz S.A.	32%	68%
Gaswerk Einsiedeln AG	36%	64%
Seelandgas AG	36%	64%
Gasversorgung Romanshorn AG	41%	59%
IBB Erdgas AG (IBB Groupe)	63%	37%
IBC Energie Wasser Chur	21%	79%
SOGAVAL S.A. ¹⁾	29%	71%
Regionalwerke AG Baden	59%	41%
IBAAarau Erdgas AG	84%	16%
EW Höfe AG	50%	50%
Werke am Zürichsee AG	45%	55%
StWZ Energie AG	33%	67%
AGE SA	37%	63%
Moyenne	45%	55%
Médiane	38%	62%

¹⁾ Données pour 2010

Sources : Les taux ont été calculés grâce aux données disponibles sur le site internet des entreprises

Tableau 11 : structure du capital des entreprises suisses d'approvisionnement en gaz à la fin de la période comptable 2009

L'observation de la valeur moyenne de l'échantillon indique que la structure financière des entreprises suisses d'approvisionnement en gaz est répartie en 45% de fonds propres et 55% de fonds étrangers. L'observation de la médiane indique une répartition entre 38% de fonds propres et 62% de fonds étrangers. Il y a toutefois de grandes différences entre les structures du capital des entreprises observées.

En conformité avec les pratiques adoptées par les régulateurs européennes, la Surveillance des prix ne se base pas sur la valeur effective des différentes sociétés, mais en général applique une valeur modèle pour la branche. A l'appui des recherches empiriques à l'étranger, de la pratique des autorités européennes de régulation de l'industrie du gaz, de l'association de la branche en Suisse et d'un échantillon d'entreprises suisses actives dans le secteur, elle recourt aussi à une part de capital propre de 40 %.

3.4 Le taux d'imposition sur les bénéfices

Le taux d'imposition sur les bénéfices des entreprises suisses dépend en partie du lieu du siège social de l'entreprise. En effet, si l'impôt fédéral sur les bénéfices s'élève à 8.5% pour tout le pays, les impôts sur les bénéfices cantonaux et communaux varient selon la législation propre à chaque canton. L'étude sur les impôts sur le bénéfice menée par KPMG (2008) montre qu'en 2008, au niveau cantonal, la fourchette de l'impôt oscillait entre 13.1% et 24.2%, alors que le taux moyen (moyenne des 26 cantons) s'élevait à 19.2%.

Conformément aux résultats de l'étude de KPMG (2008), La Surveillance des prix utilise le taux d'imposition sur les bénéfices de 19.2%.



3.5 Autres aspects du calcul du WACC

Pour le calcul du WACC il est encore nécessaire d'indiquer si on utilise les intérêts réels ou nominaux et comment les taxes et les impôts sont pris en compte dans calcul. La Surveillance des prix adopte les mêmes critères définis dans le cadre de la détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse (SPr, 2006).

3.5.1 Intérêts réels ou nominaux ?

La question de savoir s'il est indiqué d'utiliser un intérêt réel ou nominal dépend de la prise en compte préalable ou non du renchérissement. Si une régulation RPI-X considérant explicitement l'inflation s'applique ou si les réseaux sont évalués à la valeur à neuf, on utilise les intérêts réels. A l'opposé, on applique des intérêts nominaux pour des valeurs résiduelles d'acquisition (Plaut Economics, 2004).

Conformément aux critères définis dans le cadre de la détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse (SPr, 2006), la Surveillance des prix travaille, dans le cadre du réseau gazier aussi avec des valeurs résiduelles d'acquisition et donc avec des intérêts nominaux.

3.5.2 La prise en compte des impôts et taxes

Toute la littérature indique qu'il faut tenir compte d'éventuels impôts et taxes dans la détermination réglementaire des coûts de capital imputables. On peut fondamentalement distinguer les trois cas suivants :

1. Les impôts et les taxes n'entrent pas dans les frais d'exploitation et donc ne sont pas pris en compte, ce qui réclame l'utilisation d'un WACC avant impôt plus élevé.
2. Les impôts et les taxes sont pris en considération dans les frais d'exploitation non pas à hauteur du montant absolu effectif mais – en raison d'un calcul en pourcent sur la base de l'EBIT – d'un montant plus élevé (comme si l'entreprise était entièrement financée par du capital propre). Par conséquent, on applique un WACC après impôt ajusté tenant compte de l'effet fiscal des intérêts du capital emprunté (Tax Shield).
3. Les impôts et les taxes sont pris en compte dans le montant absolu effectif ou attendu. De cette manière, le taux de l'impôt sur les bénéfices est appliqué non pas sur l'EBIT mais sur l'EBT. Comme ce mode de faire considère déjà l'effet de réduction de l'impôt sur le bénéfice des intérêts sur le capital emprunté (Tax Shield) dans le résultat d'exploitation, l'utilisation d'un "Vanilla-WACC" s'avère indiquée.

Vu la charge en impôts et taxes très différente pesant sur les sociétés de l'industrie gazière, il serait très difficile de modéliser équitablement ces dépenses. Il est donc plus simple de tenir compte de façon explicite de la charge dans les frais d'exploitation. Pour cette raison, et conformément aux critères définis dans le cadre de la détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse (SPr, 2006), la Surveillance des prix intègre les impôts et les taxes à hauteur du montant absolu effectif dans les frais d'exploitation et utilise donc un "Vanilla"-WACC.

3.6 Récapitulation des paramètres pour le calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse

Si on résume la discussion du chapitre 3, les paramètres du calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse s'effectue comme dans le tableau 12 :



Paramètre	Valeur
Taux d'intérêt sans risque	Moyenne arithmétique des 60 derniers mois des taux d'intérêt des obligations de la Confédération d'une durée de 10 ans conformément au Bulletin mensuel de statistiques économiques de la BNS; état en août 2011 : 2.32%
Prime de risque du marché	Moyenne géométrique des primes de risque suisses depuis 1926 selon Pictet, majorée d'un supplément de 0.64 point de pourcentage en raison d'une autre manière de calculer le taux d'intérêt sans risque; 2010 : 3.9%
Asset Beta	Prise en compte de recherches empiriques à l'étranger et de la pratique des autorités européennes de régulation de l'industrie de l'électricité et du gaz : 0.40
Debt Premium	Prise en compte de recherches empiriques à l'étranger, de la pratique des autorités européennes de régulation de l'industrie de l'électricité et du gaz et de la proposition de l'AISIG : 0.55%
Part de capital propre	Prise en compte des recherches empiriques à l'étranger, de la pratique des autorités européennes de régulation de l'industrie du gaz, de la proposition de l'AISIG et de l'observation d'un échantillon d'entreprises suisses qui gèrent des réseaux gaziers : 40%
Taux d'imposition sur les bénéfices	Fondé sur les résultats de l'étude sur les impôts prélevés sur les bénéfices de KPMG (2008) : 19.2%

Tableau 12 : Les paramètres du calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse

Le calcul du WACC pour les gestionnaires de réseau gazier s'effectue de la manière suivante :

Composante	Calcul
Rendement du capital propre après impôt	$2.32\% + 3.9\% * (0.40 * (1 + 0.6/0.4)) = \mathbf{6.22\%}$
Rendement du capital propre avant impôt	$6.22\% / (1 - 19.2\%) = \mathbf{7.70\%}$
Coût du capital étranger avant impôt	$2.32\% + 0.55\% = \mathbf{2.87\%}$
Coût du capital étranger après impôt	$2.87\% * (1 - 19.2\%) = \mathbf{2.32\%}$
WACC avant impôt	$2.87\% * 60\% + 7.70\% * (1 - 60\%) = \mathbf{4.81\%}$
WACC après impôt	$2.32\% * 60\% + 6.22\% * (1 - 60\%) = \mathbf{3.88\%}$
"Vanilla" - WACC	$2.87\% * 60\% + 6.22\% * (1 - 60\%) = \mathbf{4.21\%}$

Tableau 13 : Les composants du calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse



4 La rémunération du capital conforme au risque en comparaison internationale

Pour vérifier si son calcul de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau gazier en Suisse est plausible, la Surveillance des prix a posé ses résultats en regard des calculs de la branche (ASIG, 2007) et de plusieurs autorités européennes de régulation. La comparaison au niveau international a été effectuée sur la base des données recueillies par le Groupe de régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG) dans le cadre de son travail de consultation sur les principes du calcul des tarifs pour l'accès au réseau de transmission du gaz (ERGEG, 2007). Pour permettre la comparabilité des données, les calculs des WACC avec les méthodes proposées par la Surveillance des prix et par la branche gazière suisse ont été effectués sur la base de l'année 2006.

	CH		Autorités européennes de régulation ³⁾								
	SPr ¹⁾	ASIG ²⁾	BE	FR	GB	HU	IE	NL	CZ	SE	
			CREG	CRE ⁴⁾	OFGEM	HEO	CER	DTe	ERU	STEM	
A Taux d'intérêt sans risque (nominal)	2.66%	2.66%	4.13%	3.55%	2.75%	3.87%	4.50%	4.25%	4.18%	4.60%	
B Debt Premium	0.55%	1.00%	0.70%	0.35%	1.90%	0.50%	1.40%	0.80%	0.50%	0.55%	
C Coûts du capital étranger avant impôt	A+B	3.21%	3.66%	4.83%	3.90%	4.65%	4.37%	5.90%	5.05%	4.68%	5.15%
D Coûts du capital étranger après impôt	C*(1-L)	2.50%	2.85%	3.19%	2.53%	3.26%	3.67%	5.13%	3.54%	3.56%	3.71%
E Part de capital étranger		60%	60%	67%	50%	63%	50%	55%	60%	20%	46%
F Prime du risque du marché		4.51%	5.44%	3.50%	4.50%	3.50%	4.50%	5.00%	5.00%	6.32%	4.25%
G Asset Beta		0.40	0.55	na	0.45	na	0.49	0.40	0.25	0.35	0.13
H Equity Beta	G*(1+E/(1-E))	1.00	1.38	1.00	0.74	1.00	0.90	0.83	0.51	0.42	0.68
J Rendement du capital propre avant impôt	K/(1-L)	9.19%	13.00%	11.56%	10.60%	8.93%	9.43%	9.94%	9.71%	8.99%	10.40%
K Rendement du capital propre après impôt ⁵⁾	A+(F*H)	7.17%	10.14%	7.63%	6.88%	6.25%	7.92%	8.65%	6.80%	6.83%	7.49%
L Taux d'impôt sur les gains des sociétés		22%	22%	34%	35%	30%	16%	13%	30%	24%	28%
M WACC avant impôt	C*E+J*(1-E)	5.60%	7.39%	7.05%	7.25%	6.25%	6.90%	7.70%	6.92%	8.11%	7.99%
N WACC après impôt	D*E+K*(1-E)	4.37%	5.77%	4.65%	4.71%	4.37%	5.80%	6.70%	4.84%	6.17%	5.75%
O "Vanilla" - WACC	C*E+K*(1-E)	4.79%	6.25%	5.75%	5.39%	5.25%	6.15%	7.12%	5.75%	6.39%	6.41%
Supplément au taux d'intérêt sans risque											
P WACC après impôt - taux d'intérêt sans risque	N-A	1.71%	3.11%	0.52%	1.16%	1.62%	1.93%	2.20%	0.59%	1.99%	1.15%
Q "Vanilla" - WACC - taux d'intérêt sans risque	O-A	2.13%	3.59%	1.62%	1.84%	2.50%	2.28%	2.62%	1.50%	2.21%	1.81%

1) Calculé selon la méthode proposée par la SPr avec les données du 31 décembre 2006

2) Calculé à travers la méthode définie par l'ASIG dans le manuel Nemo (ASIG, 2007), avec les données du 31 décembre 2006

3) Source: résultats des informations recueillies par E-Control au 26 juillet 2006, ERGEG (2007)

4) Source des paramètres du calcul: Zelya Energy (2008)

5) Dans le calcul du rendement du capital propre après impôt, l'ASIG ajoute un supplément de 0.5% pour les entreprises de petite capitalisation

Tableau 14 : Comparaison entre les calculs du WACC pour les réseaux gaziers de la Suisse et de divers pays européens

Les différences entre les WACC calculés par la Surveillance des prix et les WACC calculés par la branche gazière suisse trouvent leurs origines dans les différentes estimations du debt premium, du rendement du portefeuille du marché et de l'asset beta. Les estimations du debt premium et de l'asset beta de la Surveillance des prix sont plus basses que les valeurs utilisées par l'ASIG et, comme on le remarque dans les lignes B et G du Tableau 14, sont plus proches des valeurs appliquées par les régulateurs des pays de l'Europe continentale. Les différences entre les rendements du portefeuille du marché sont causées par l'application de deux méthodes de calcul différentes¹⁹. Par conséquent, le coût du capital étranger et le rendement du capital propre sont plus élevés par rapport aux calculs de la Surveillance des prix, ce qui entraîne des WACC également plus élevés.

Au niveau de la comparaison internationale, la ligne A du tableau 14 montre que le niveau général des intérêts en Suisse se situe au-dessous du niveau des pays européens. Ceci s'explique grâce à trois facteurs fondamentaux (Damodaran & Wiley, 1994) :

1. La variance du marché : les marchés émergents ont un taux de croissance et des risques plus élevés, par conséquent la prime de risque du marché de ces pays est plus grande par rapport aux pays développés.

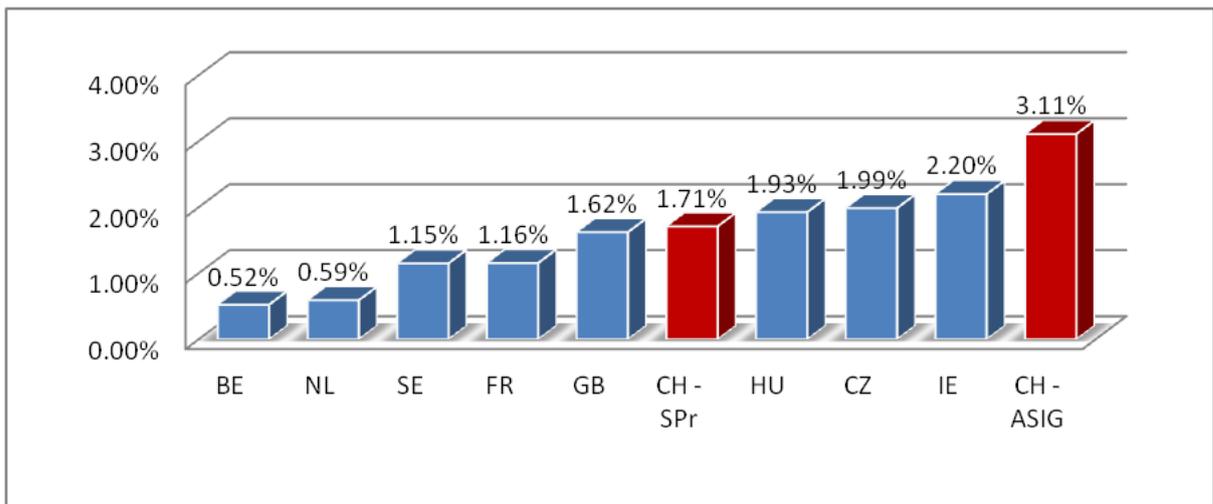
¹⁹ L'ASIG utilise la même base de données que la SPr, mais au lieu d'utiliser uniquement la moyenne géométrique, elle applique la moyenne entre le résultat de la moyenne géométrique et le résultat de la moyenne arithmétique (voir chapitre 3.1.3).



2. Le risque politique : la prime de risque du marché est plus importante sur les marchés où règne une instabilité politique.
3. La structure du marché : sur les marchés où les entreprises listées ont une capitalisation importante, sont diversifiées et stables (comme par exemple en Suisse), la prime de risque du marché est inférieure que sur les marchés où les entreprises sont plus petites et les risques plus élevés.

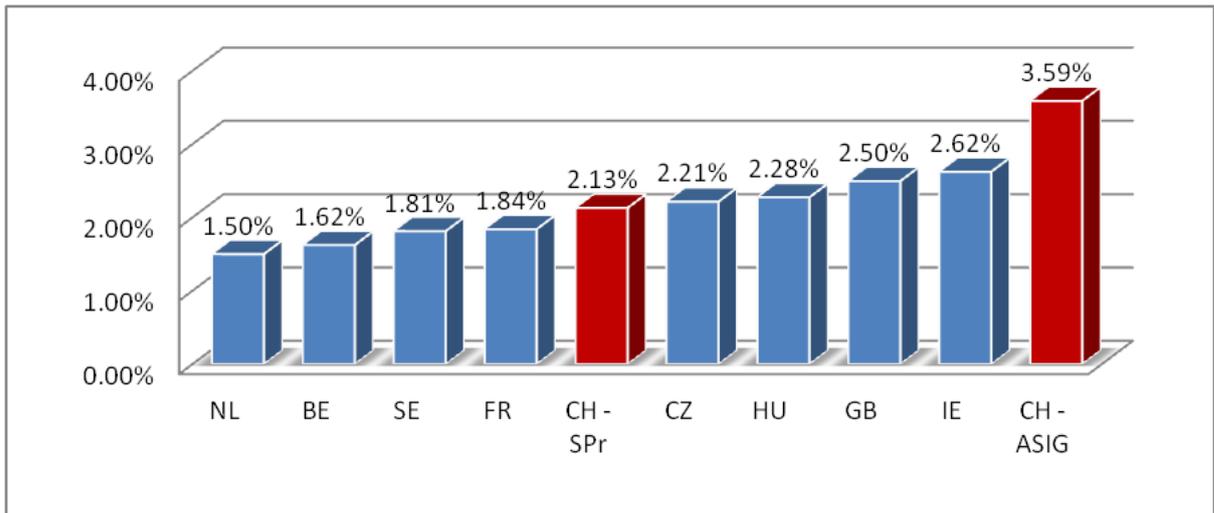
Cet avantage de la Suisse en termes d'intérêt explique déjà une bonne part des différences par rapport aux WACC des pays européens.

Pour apprécier la plausibilité du résultat, il faudrait s'intéresser aussi à l'optique de l'investisseur et donc au WACC après impôt. Si, comme à la ligne P du tableau 14, on retranche de ce dernier le taux d'intérêt sans risque, on obtient le dédommagement supplémentaire du taux d'intérêt sans risque. D'après le calcul de la Surveillance des prix, celui-ci est de 1.71 % et donc nettement en dessus des valeurs relevées en Belgique (0.52%), aux Pays-Bas (0.59%), en Suède (1.15%) et en France (1.16%), environ au même niveau qu'en Grande-Bretagne (1.62%), mais plus bas qu'en Hongrie (1.93%), en République Tchèque (1.99%) et en Irlande (2.20%). Ainsi le WACC après impôt calculé par la Surveillance des prix peut être considéré comme plausible en comparaison avec les WACC après impôt utilisés par d'autres autorités de régulation. Le calcul de l'ASIG (3.11%) donne en revanche une valeur bien plus élevée par rapport aux pratiques des régulateurs européens :



Graphique 2 : WACC après impôt - taux d'intérêt sans risque

Ce résultat est pour l'essentiel confirmé par la comparaison entre les suppléments aux taux d'intérêt sans risque calculés sur la base des "Vanilla"-WACC (ligne Q du Tableau 15) : la valeur de 2.13 % calculée par la Surveillance des prix est inférieure aux valeurs relevées dans les pays anglo-saxons (2.62% en l'Irlande et 2.50% en Grande-Bretagne), à peu près au même niveau que la Hongrie (2.28%) et la République Tchèque (2.21%), et supérieure aux valeurs relevées en France (1.84%), en Suède (1.81%), en Belgique (1.62%) et aux Pays-Bas (1.50%). Le résultat de 3.59 % de l'ASIG peut être considéré comme très élevé par rapport aux résultats des autorités européennes de régulation :



Graphique 3 : "Vanilla" - WACC - taux d'intérêt sans risque

Pour conclure, on considère le taux de WACC obtenu par la Surveillance des prix comme plausible, compte tenu du niveau général des intérêts différents en comparaison européenne. Comme dans le domaine de l'électricité, le taux de WACC pour le réseau gazier paraît assez bas. Ceci peut cependant s'expliquer par le risque inférieur à la moyenne d'un investissement dans les réseaux gaziers, ce qui se reflète dans un asset beta relativement bas. Malgré la faiblesse du WACC, le dédommagement supplémentaire du taux sans risque se situe dans la moyenne des valeurs proposées par les autorités européennes de régulation que nous avons observées.



Bibliographie

- ASIG (2006) : Base Nemo – Modèle d'utilisation du réseau local de gaz naturel. Standards de la branche régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation des réseaux locaux de gaz naturel
- ASIG (2007) : Nemo-WACC –Grundlagen zur Berechnung des gewichteten Kapitalkostensatzes für lokale Erdgas-Verteilnetze
- Banque Nationale Suisse : Bulletin mensuel de statistiques économiques, différents numéros
- Brealy, R., S. Myers und F. Allen (2006) : Corporate Finance, 8e édition, Irwin: McGraw-Hill
- CER (2005) : 2006-2001 ESB Price Control Review. CER Decision Paper on Distribution System Operator Revenues
- CRE (2008) : Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2008 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel
- CRE (2009) : Délibération de la CRE du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers
- Damodaran, A., Wiley, J. & Sons, Inc. (1994) : Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment & Corporate Finance
- Damodaran, A. (2002) : Investment Valuation. Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset, 2nd ed., New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Damodaran Online (2011), Stern School of Business, NY University : Beta by sector
- Diedrich, R. (2004) : Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft, Gutachten im Auftrag des BGW und VKU.
- Dimson, E., P. Marsh and M. Saunton (2006) : The worldwide equity premium: a smaller puzzle (mimeo)
- DTE (2005) : Consultation Document on the Cost of Capital for Regional Network Managers
- ERGEG (2007) : Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks
- ERGEG (2009) : Principles on Calculating Tariffs for Access to Gas Transmission Networks – Evaluation of Comments
- Frontier Economics (2005) : The cost of capital for Regional Distribution Networks. A report for DTE
- Frontier economics (2008) : Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Hern, R. & Haug, T. (2008) : Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze in Deutschland, dans „Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58“. Jg (2008) Heft 6
- KPMG (2004) : The Weighted Average Cost of Capital – 2006 Electricity Distribution Price Review
- KPMG (2006) : Kapitalkosten-Überlegungen im Zusammenhang mit der Ermittlung von Netznutzungsentgelten, Projet, 11 avril 2006
- KPMG (2008) : Etude comparative des taux de l'impôt sur le bénéfice prélevés dans 106 pays
- IERN (2010) : Overview of European Regulatory Framework in Energy Transport
- IFBC (2009) : Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber
- Nera (2003) : BGÉ's cost of capital. A final report for the Commission for Energy Regulation
- Nera (2008) : ERGEG Paper on Tariff Principles: A Comment (Prepared for Gas Transport Services)
- OFEN (2005) : Structure du marché en Suisse



- OFEN (2006) : Couplage du prix du gaz naturel avec celui du pétrole
- OFEN (2007) : Réorganisation du secteur du gaz naturel en Suisse
- OFEN (2007) : Stromversorgungsverordnung; Erläuternder Bericht zum Vernehmlassungsentwurf vom 27. Juni 2007
- Ofgem (2004a) : Electricity Distribution Price Control Review. Background Information on the Cost of Capital
- Ofgem (2004b) Electricity Distribution Price Control Review. Final Proposals
- Pictet (1998) : La performance des actions et obligations en Suisse. Une étude empirique à partir de 1925. Etude originale de janvier 1988, mise à jour jusqu'en 1997
- Pictet (2011) : La performance des actions et obligations en Suisse (1926-2010)
- Plaut Economics (2004) : Ermittlung der Kapitalkosten von Verteilnetzen. Vergleich der Bewertungsmethoden. Rapport final
- Putzu, E. (2009) : Regolamentazione tariffaria delle infrastrutture elettriche. Seminario all'Università di Pavia (4 giugno 2009)
- RIRE – Vienna University of Economics and Business Administration (2006) : Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten regulierter Unternehmen in Europa, Studie des Forschungsinstituts für Regulierungsökonomie.
- Surveillance des prix (2006) : Rétribution de l'utilisation du réseau – Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse
- Volkart, R. (1999) : Unternehmensbewertung und Akquisitionen. Zurich: Versus
- Volkart, R. (2003) : Corporate Finance. Grundlagen von Finanzierung und Investition. Zurich: Versus
- Volkart, R. (2010) : Le « puzzle des coûts du capital » - entre théorique et pratique, dans « L'Expert-comptable suisse » (12/2010)
- Wright, S. und Smithers & Co. (2004) : Beta Estimates for Scottish Power, Scottish & Southern Energy, Viridian Group, Centrica, International Power, National Grid Transco, United Utilities, Kelda Group, Severn Trent
- Zelya Energy (2008) : The Cost of Capital for Gas and Electricity Infrastructures

Textes de lois, ordonnances et messages

- Loi concernant la surveillance des prix (LSPr)
- Loi sur les cartels (LCart)
- Loi sur les installations de transport par conduites (LITC)
- Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)
- Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)